



УДК 553.98(571.1)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

Ю.Ф.Филиппов (ФГБУ "Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН")

С использованием новых данных региональной сейсморазведки и бурения скважин проведены палеогеографические реконструкции и литолого-фациальный анализ потенциальных резервуаров в верхнепротерозой-палеозойских комплексах Предъенисейского осадочного бассейна на востоке Западно-Сибирской геосинеклизы, выполнено их районирование. Анализ погружений осадочных толщ, с учетом геотермических градиентов и данных пиролитических исследований ОБ, позволил уточнить исторические условия генерации и сохранности потенциальных залежей УВ.

Ключевые слова: Предъенисейский осадочный бассейн; верхнепротерозой-палеозойские резервуары; палеореконструкции; нефтегазоносность.

Результаты проведенных в последние годы исследований (в том числе в рамках подпрограммы «Восток», разработанной в 2004 г. под руководством А.Э.Конторовича, программы геолого-разведочных работ в Западной Сибири) свидетельствуют о том, что в левобережье Енисея на юго-востоке Западной Сибири под мезозойскими отложениями развит мощный неопротерозой-нижнепалеозойский осадочный бассейн (рис. 1), получивший название Предъенисейский ([1-8] и др.). Его площадь составляет около 190 тыс. км², а объем осадочного выполнения — около 1 млн км³.

Мировой опыт показывает, что такие крупные объекты обычно располагают значительными ресурсами УВ, только недостаточная изученность бассейнов часто не позволяет оценить его реальный нефтегазовый потенциал. Особенно это касается древних (докембрийских и палеозойских) бассейнов с долгой и сложной тектонической историей и значительной погруженностью целевых осадочных комплексов.

Ярким примером может служить история открытия и обоснования Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на Сибирской платформе, а также недавнего открытия гигантских газовых месторождений в схожем по тектоническому положению с Предъенисейским бассейном неопротерозой-нижнепалеозойском Сычуанском осадочном бассейне (Южно-Китайская платформа) [9].

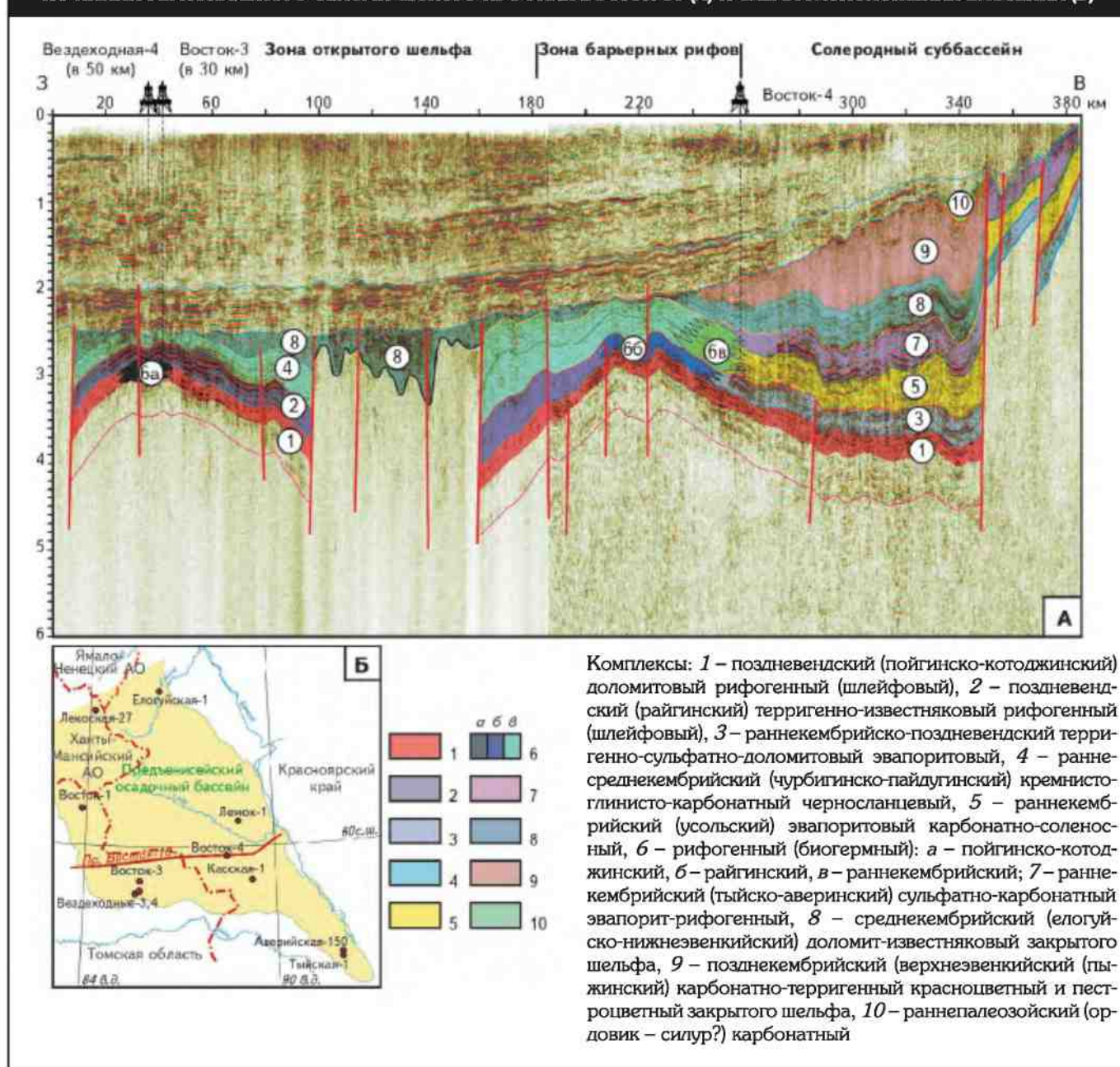
Известно, что формирование крупных зон нефтегазонакопления в осадочных бассейнах — многосторонний и многостадийный геологический процесс. Возможное наличие скоплений нефти и газа и особенности их пространственного размещения контролируются совокупным действием многих факторов природной динамической системы: тектонических, формационных, литолого-фациальных, палеогеографических, геохимических, гидрогеологических и других условий в течение каждого рассматриваемого отрезка времени геологи-

ческой истории. На каждой отдельной стадии процессов происхождения и эволюции УВ, т.е. генерации, аккумуляции и разрушения, воздействие этих условий происходит избирательно, в тесной взаимосвязи и взаимообусловленности.

При региональной оценке перспектив нефтегазоносности бассейна определяющими являются следующие основные геологические предпосылки: наличие в разрезе потенциально нефтегазопроизводящих пород с высоким генерационным потенциалом; палеогеографические, литофациальные условия для накопления и захоронения исходного ОБ в осадке; наличие пористых проницаемых или существенно трещиноватых пород с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами значительной мощности; наличие региональных флюидоупоров над потенциально нефтегазоносными комплексами; тектонический режим; дислоцированность пород; магматизм; палеотермическая история и степень метаморфизма, уровень катагенеза и т.д.

В этой связи следует отметить, что современная степень изученности Предъенисейского бассейна явно недостаточна и уступает своему китайскому аналогу даже на момент начала его нового этапа изучения, что не позволяет количественно оценить конкретную роль и масштабы всех факторов в проходивших (и проходящих) здесь процессах нефтегазонакопления. Тем не менее с конца 90-х гг. прошлого столетия на территории бассейна было пробурено (помимо имевшихся 15 скважин 50-70-х гг., вскрывших доюрские отложения на незначительную глубину) 7 глубоких параметрических скважин, получен большой объем новой сейсмической информации. Это позволило существенно уточнить геологическую модель, выполнить палеогеодинамические и палеогеографические реконструкции, изучить петрофизические характеристики толщ и геохимические особенности ОБ. Комплексный анализ полученных данных

Рис. 1. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРЕДЬЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА ПО ЛИНИИ РЕГИОНАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ВОСТОК-10 (А) И СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ БАССЕЙНА (Б)



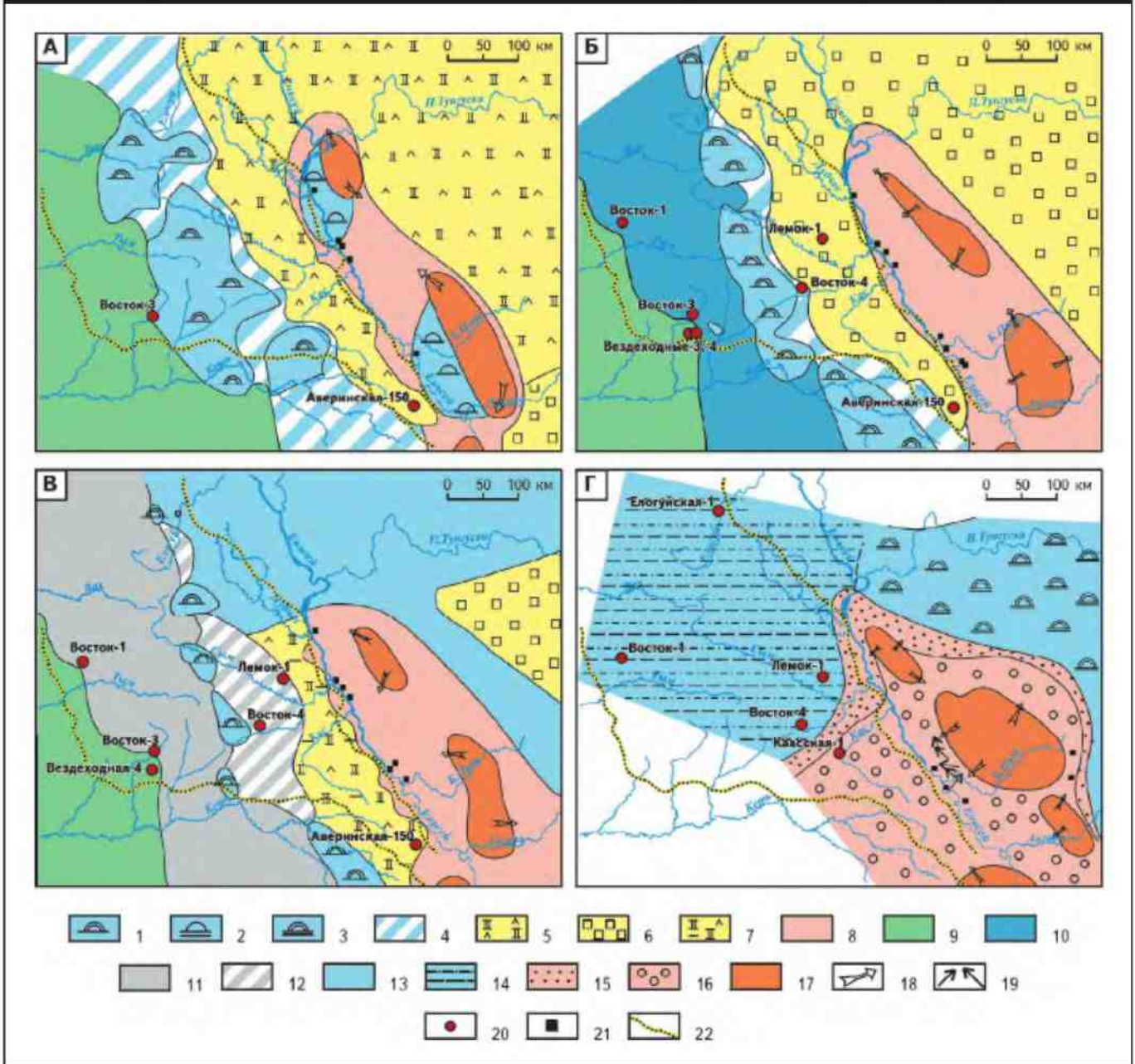
дает возможность провести районирование территории по степени перспективности и оценить нефтегазовый потенциал докембрийских комплексов.

**Осадочные комплексы.
Палеогеографические реконструкции.
Потенциальные резервуары**

Данные бурения и сейсмических исследований, результаты интерпретации гравитационных и магнитных

полей, а также изучение естественных обнажений в прилегающей части Енисейского края позволили выделить и стратифицировать осадочные комплексы бассейна, определить границы распространения (в разрезе и плане) основных литофациальных комплексов, связанных с палеогеографической зональностью [1-8, 10-12]. Результаты представлены на литолого-фациальных разрезах (см. рис. 1, А) и палеогеографических картах позднекембрийско-кембрийских стратиграфических уровней (рис. 2).

Рис. 2. ЛИТОЛОГО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО БАССЕЙНА И СМЕЖНЫХ ТЕРРИТОРИЙ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ



А – поздний венд (немакит-далдынское время), Б – ранний кембрий (усольское время), В – ранний – средний кембрий (пайдугинское время), Г – поздний кембрий (позднеезенкийское время); строматолитовые рифы: 1 – барьерные, 2 – прибрежные (приостровные); 3 – строматолитовые банки; 4 – тыловые шлейфы рифовой системы (обломочные известняки, доломиты); отложения: эвапоритовые эпиконтинентального моря (5 – ангидрит-доломитовые, 6 – с преобладанием галита, 7 – глинисто-ангидрит-доломитовые), 8 – терригенные и обломочно-карбонатные (с признаками эвапоритизации) прибрежной зоны эпиконтинентального моря с изменчивой соленостью вод, 9 – терригенно-карбонатно-вулканогенные задугового (окраинного) бассейна, 10 – карбонатные открытого шельфа и континентального склона (передовые шлейфы рифовой системы, склоновые и бассейновые отложения), 11 – черносланцевые глинисто-кремнистые, карбонатно-глинистые пиритсодержащие, 12 – углеродистые ангидрит-глинисто-карбонатные; 13 – известковые мелководного эпиконтинентального моря нормальной солености, 14 – карбонатно-алевритово-глинистые эпиконтинентального моря нормальной солености, 15 – прибрежно-морские песчаные, 16 – нижней морской молассы (конгломераты, гравелиты, грубо-крупнозернистые песчаники); 17 – область мобилизации и сноса (островная суша с расчлененным рельефом); 18 – общее направление сноса; 19 – направление палеотечений по замерам кривой слоистости; 20 – скважины; 21 – положение разрезов по естественным обнажениям; 22 – границы бассейна.

Осадочные комплексы. Самая нижняя часть осадочного выполнения, представленная верхнеэоценовым комплексом мощностью до 2000 м (по сейсмическим данным), скважинами не вскрыта, и, по-видимому, аналогична синхронным терригенно-карбонатным отложениям Енисейского кряжа. Вышележащий верхнеэоценовый комплекс пород на юго-востоке частично (350 м) вскрыт скв. Аверинская-150, где представлен сульфатно-карбонатными породами позднего венда, на западе – скв. Восток-3 (1100 м), где он сложен карбонатными (биогермными в нижней части) отложениями пойгинской, котоджинской и райгинской свит [4, 7, 8]. Нижне-среднекембрийский существенно карбонатный (на востоке эвапоритовый) комплекс, вскрытый скважинами Лемок-1, Аверинская-150, Тыйская-1, Восток-1, 3, 4, имеет мощность от 3,5 км на востоке до 2,0 км на западе. В составе комплекса выделены как уже известные (усольская, бельская, эвенкийская), так и новые (оксымская, чурбигинская, тыйская, аверинская, пайдугинская, кольчумская, елогуйская, пуджелгинская, поделгинская, кондесская, шеделгинская, малоомутлинская) свиты и толщи ([2, 3, 5, 6, 8] и др.). При этом нижнекембрийская часть разреза мощностью до 3,0 км на востоке редуцируется на западе до 0,2 км. Верхнекембрийский карбонатно-терригенный комплекс представлен пестроцветными терригенными и глинисто-карбонатными породами пыжинской свиты – аналогами верхней подсвиты эвенкийской свиты, вскрытой на неполную мощность – от 450 до 1350 м (скважины Лемок-1, Восток-1, 4).

Палеогеографические реконструкции. Анализ палеогеографических реконструкций во временном диапазоне от позднего венда до позднего кембрия [10, 11] позволяет сделать вывод о длительном существовании на территории Предъенисейского бассейна трех фациальных областей. Ведущая роль среди них принадлежит области развития барьерных рифов, протянувшейся в виде полосы северо-западного простирания шириной от 40 до 150 км. Заложение рифовой системы произошло, вероятно, в позднем венде (см. рис. 2, А). Тогда же на востоке от рифовой барьерной гряды начал формироваться Предъенисейский солеродный суббассейн, впоследствии ставший заливом единого Восточно-Сибирского солеродного бассейна. С конца венда до середины кембрия осадконакопление суббассейна контролировалось процессами эвапоритизации, а также поступлением терригенного материала со стороны островов на месте Енисейского кряжа и обломочного карбонатного материала с противоположной стороны – рифовой барьерной системы. Глубины этого суббассейна были незначительными – не ниже базиса штормовых волн, что привело к преобладанию штормового типа седиментации [10]. Осадочный разрез представлен главным образом карбонатными и сульфатными штормовы-

ми турбидитами, а также интракластовыми брекчиями. Эвапоритовые отложения представлены каменной солью, ангидритами и пелитоморфными доломитами и могут служить хорошим флюидоупором.

Начиная с раннего кембрия (чурбигинское время), в связи с эволюцией задугового бассейна [12], на крайнем западе Предъенисейского бассейна начинает формироваться прогиб, который на начальных стадиях своего развития не компенсировался осадконакоплением [10, 11]. Максимум такой недокомпенсации пришелся на пайдугинское время (см. рис. 2, В). Сложившаяся палеогеографическая обстановка привела к накоплению планктоногенных черносланцевых толщ. Сохранению ОВ в осадках способствовало возникновение сероводородного заражения в придонном слое воды. Пайдугинская свита является типичным аналогом керогенсодержащих отложений на Сибирской платформе (куонамская, синская, иниканская, шумнинская свиты) и свидетельствует о расширении зоны их накопления, существовавшей в тойонско-амгинское время на севере и востоке Сибирской платформы [13, 14]. Отложения пайдугинской свиты как потенциально нефтематеринский комплекс, по-видимому, следует объединять с подстилающими отложениями близкой ей по генезису углеродистой чурбигинской свитой.

Начиная с позднеамгинского века и до середины позднего кембрия (аксайский век) быстрыми темпами происходило заполнение предрифового некомпенсированного прогиба, и к началу пыжинского времени палеорельеф в значительной мере выровнялся. При этом на последних стадиях заполнения предрифового суббассейна появляются мелководные осадки, среди которых наиболее перспективными в отношении коллекторов являются оолитовые пески баровых отмелей и хорошо промытые обломочные карбонатные отложения, связанные с деструкцией рифовой гряды. В позднеэвенкийское (пыжинское) время седиментация характеризуется выровненной поверхностью дна, на которой накапливались сравнительно мелководные карбонатно-алевритоглинистые тонкослоистые отложения (см. рис. 2, Г), являющиеся потенциальным региональным флюидоупором для всех залегающих ниже коллекторов толщ, связанных с погребенной рифовой системой.

Что касается распространения перспективных коллекторов, природа которых связана с седиментационными и палеогеографическими закономерностями, то наиболее важная роль будет принадлежать области развития барьерной рифовой системы, особенно передовым и тыловым шлейфам с включениями краевых биогермных построек, частично вскрытых в разрезах скважин Восток-1, 3, 4. К потенциальным коллекторам в составе рифовой системы относятся также и горизонты субсинхронного развития карста. Перспективы обнаружения коллекторов в двух других областях, разделенных ри-

фовой системой, значительно ниже. В зарифовом солеродном суббассейне интерес может представлять только область, непосредственно прилегающая к палеоостровам на месте Енисейского кряжа, где перспективными отложениями могут являться прибрежные рифы, а также синхронные им песчаные прибрежные толщи с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Чередование таковых с эвапоритовыми, мергелистыми и глинистыми отложениями создает перспективу обнаружения благоприятных для скопления УВ литологических ловушек.

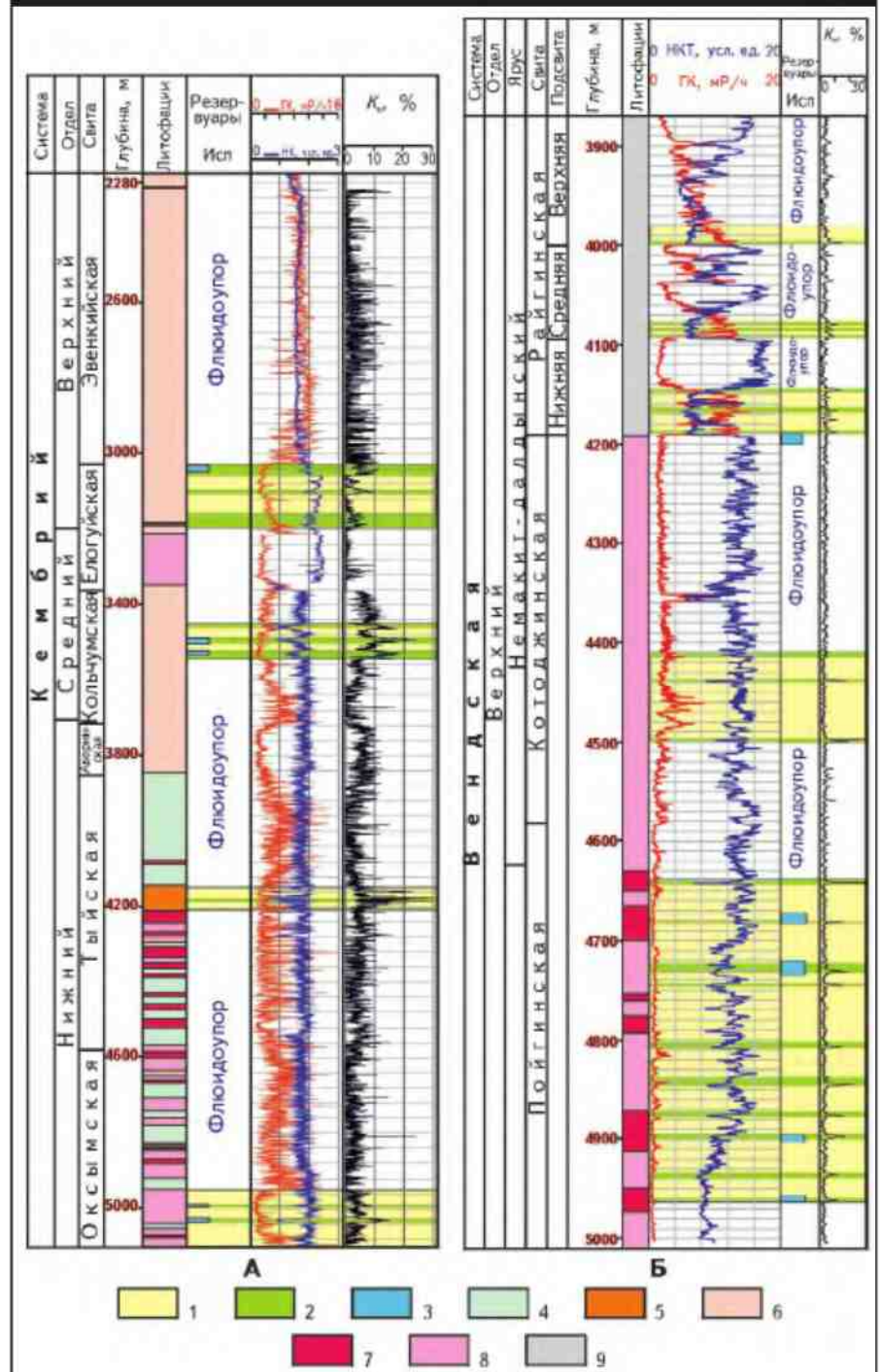
Кроме седиментационной природы коллекторов, в карбонатных комплексах бассейна широко распространены вторичные трещиноватые и совмещенные с ними пористо-каверновые зоны, приуроченные к участкам дробления и другим проявлениям тектонических процессов.

Резервуары. Приведем краткую характеристику коллекторских свойств кембрийских карбонатных и терригенных отложений и вендских преимущественно карбонатных отложений, используя разрезы скважин Восток-4, 3 соответственно [4, 5], как наиболее полно характеризующих разрезы Предъенисейского бассейна.

В кембрийском разрезе скв. Восток-4 [5] по результатам литологических и петрофизических исследований керна и интерпретации ГИС, выполненных в ИНГГ СО РАН (С.В.Сараев, Ю.Ф.Филиппов, В.Н.Глинских), выделяются четыре потенциальных резервуара (коллекторов, разделенных мощными флюидоупорами) (рис. 3, А).

Нижнеоксымский коллектор является возрастным аналогом осинского горизонта, широко распространенного в Лено-Тунгусской провинции. Вскрыт в интервале глубин 5105-4953 м, его общая мощность составляет 152 м, но, судя по сейсмическим данным, она может быть и больше. В составе резервуара в интервалах глубин 4993-4996 и 5028-5036 м по данным ГИС выделяются два наиболее

Рис. 3. РЕЗЕРВУАРЫ В КЕМБРИЙСКОМ РАЗРЕЗЕ скв. ВОСТОК-4 (А) И ВЕНДСКОМ РАЗРЕЗЕ скв. ВОСТОК-3 (Б)



1 – коллектор; 2 – пласты; 3 – испытания; литофации: 4 – эвапориты, 5 – карстовые брекчии, 6 – карбонатно-глинистые отложения закрытого шельфа, 7 – биогермы, 8 – обломочные карбонаты тыловых шлейфов, 9 – глинисто-карбонатные отложения пологого склона

перспективных пласта мощностью 3 и 8 м, характеризующихся общей пористостью до 10 и 15 %. В местах наибольшего развития значения могут достигать 20 %,

а на участке керна в интервале глубин 5009,6-5015,5 м они составляют 30-50 % объема породы. Коллектор представлен пористыми, кавернозными, трещиноватыми доломитами, часто строматолитовой природы. Развитие пористости и кавернозности в доломитах обязано процессам перекристаллизации и выщелачивания. К постседиментационным процессам в рассматриваемых доломитах относятся также сульфатизация и окремнение.

В лабораторных условиях, ввиду сильной трещиноватости пород, определялись фильтрационно-емкостные характеристики лишь монолитных образцов порово-кавернозных доломитов. В пределах нижней подсвиты оксымской свиты их пористость варьирует от 5,8 до 11,4 %, проницаемость изменяется от $1,5 \cdot 10^{-15}$ до $12500 \cdot 10^{-15}$ м². В наиболее пористо-кавернозных разностях везде фиксируется сильный запах нефти.

При испытании интервалов был получен слабый приток высокоминерализованной пластовой воды с запахом сероводорода. Общий объем притока с двух интервалов составил 62,6 м³. К сожалению, качество проведенных испытаний в этой скважине и их несоответствие регламентирующим нормам не позволяют считать их достоверными. В целом сочетание порово-кавернозного коллектора с трещинным и полученные лабораторные данные дают основание считать нижнеоксымский (осинский) резервуар одним из наиболее перспективных в домезозойской части разреза скв. Восток-4.

Тыйский коллектор выделен в средней части одноименной свиты в интервале глубин 4150-4215 м. В его составе преобладают карстовые брекчии ангидрит-известково-доломитового состава. Основная масса разреза характеризуется пористостью до 5 % и проницаемостью до $7 \cdot 10^{-15}$ м². С учетом каротажных данных мощность доломитовых брекчий составляет около 70 м. Пачка содержит тектонизированные зоны (до 20-40 % объема), что свидетельствует о высокой вероятности формирования трещинно-кавернозного коллектора в резервуаре. В составе резервуара в интервале глубин 4180-4187 м по данным ГИС выделяется перспективный пласт толщиной 7 м, который характеризуется максимальными значениями общей пористости до 30 %, но испытание не проводилось.

Верхнекольчумский коллектор выделен по данным ГИС в средней части верхней подсвиты одноименной свиты в интервале глубин 3450-3545 м. В его составе выделяется 3 доломитовых пласта толщиной 12; 16 и 23 м. Значения пористости пластов, согласно результатам интерпретации ГИС, должны составлять 18-25 %. Эти же данные свидетельствуют о преимущественно поровом типе коллектора. При испытании пластов получен приток минерализованной воды плотностью 1,05 г/см³ (вероятно, фильтрата бурового раствора). Максимальный дебит составил 98 м³/сут. Общий объем притока с двух интервалов – 621 м³.

Елогуйский коллектор, представляющий собой три обособленных пласта, выделяется в верхней части одноименной свиты. Средний пласт охарактеризован керном, состоящим из оолитово-комковатых известняков с раскристаллизованным, базальным иловым цементом, претерпевшим доломитизацию. Значения пористости в нем изменяются от 0,8 до 5,4 %, составляя в среднем около 3 %. Пустотное пространство имеет межзерновую и межкристаллическую природу. Для пород характерна неравномерная пропитка битуминозным веществом. Испытана только верхняя половина верхнего пласта, из которого получен приток минерализованной воды плотностью 1,04 г/см³. Максимальный дебит составил 4,53 м³/сут. Минерализация воды равна 67 г/л.

Флюидоупором для нижнеоксымского коллектора служат отложения верхнеоксымской подсвиты и нижней части тыйской свиты общей мощностью около 800 м. Большая их часть образована переслаиванием доломитов и ангидритов, включающих тонкие слои глинистого вещества. Фильтрационно-емкостные свойства образцов характеризуются очень малой пористостью и проницаемостью. Флюидоупором для тыйского коллектора служат отложения верхней части тыйской, аверинской и нижней части кольчумской свит общей мощностью около 400 м. В испытанных образцах, отобранных в нижнеаверинской подсвите, практически отсутствует проницаемость. На экранирующие свойства пород положительно сказываются также наличие глинистого вещества и тонкая плотная структура эвапоритов. Хороших флюидоупоров между верхнекольчумским и елогуйским коллекторами не фиксируется, тем не менее отложения нижней подсвиты елогуйской свиты, особенно верхняя ее часть, по данным ГИС характеризуются наличием примеси глинистого вещества и пониженными значениями пористости. Мощность этой части отложений составляет не менее 80 м. Общим региональным флюидоупором для всех выделенных резервуаров служат отложения звенкийской свиты, представленные известково-доломитовыми алевроаргиллитами. По петрофизическим данным породы имеют низкую пористость, в целом не превышающую 1 %, и практически непроницаемы.

В *верхнебендском* разрезе скв. Восток-3 по данным изучения керна (петрографические исследования проводились С.В.Сараевым) и ГИС (численный расчет K_p по комплексу ГИС выполнялся В.Н.Глинских и Н.К.Каюровым) выделяется мощный, с многочисленными потенциальными пластами пойгинский коллектор, выше – котоджинский, еще выше по разрезу – три менее выраженных райгинских коллектора (см. рис. 3, Б).

Отложения *пойгинского коллектора* общей мощностью до 300 м представлены в основном пластово-строматолитовыми доломитами, сформированными в

обстановке рифовой системы в пределах стабильного шельфа, изолированного от потоков терригенного вещества, и позднее перекристаллизованными. В керне иногда встречается пустотное пространство (полости перекристаллизации и каверны выщелачивания), частично заполненное битуминозным веществом. Общий объем порово-каверновых полостей в отдельных прослоях может достигать 15-20 %. Их максимальный размер составляет 15 × 5 мм. Постоянно наблюдаемая фрагментация керна (из-за чего часто невозможно определить пористость в лабораторных условиях) и его низкий выход свидетельствуют о перманентной трещиноватости и ее решающей роли в формировании коллектора. По данным ГИС в составе резервуара выделяется до 10 отдельных маломощных (первые метры) пластов с пористостью от 6 до 24 %. Испытаны только 4 из них, получен малодобитный (18; 18; 25 и 33 м³/сут) приток пластовой воды, общая минерализация которой составила 83 г/л.

Котоджинский коллектор мощностью около 90 м в отличие от пойгинского практически лишен пластово-строматолитовых доломитов, что связано с изменением глубины бассейна. В нем преобладают средне- и микроразнозернистые доломиты и широко развита трещиноватость. Более 80 % доломитов перекристаллизованы с образованием каверно-порового пространства и стилолитовых швов. В целом количество пор и каверн в этом резервуаре меньше, а пустотное пространство определяется главным образом порами, тогда как в пойгинской преобладают каверны. Общий объем пор в перекристаллизованных доломитах может достигать 10-15 %. По результатам петрофизических исследований образцов (в наиболее трещиноватых участках керна часть не удалось отобрать) пористость изменяется от 0,1 до 16,2 %. Средний диапазон изменения проницаемости от тысячных долей до $0,7 \cdot 10^{-15}$ м², в наиболее пористых прослоях проницаемость возрастает до $(3-60) \cdot 10^{-15}$ м². По данным ГИС выделяется три маломощных пласта с максимальной пористостью до 20 %. Испытания не проводились.

Райгинские коллекторы хорошо обособляются по ГИС и приурочены к трем крупным циклопачкам в составе одноименной свиты. Каждый циклит в нижней части сложен обломочными известняками с прослоями песчаников, алевролитов и углеродсодержащих аргиллитов, в верхней части — пелитоморфными известняками. По данным ГИС породы резервуаров характеризуются не столь высокими фильтрационно-емкостными свойствами, как нижние, пористость составляет около 6-8 % при слабой проницаемости. По данным лабораторных петрофизических исследований пористость в межрезервуарных прослоях в целом составляет не более 0,1 %, проницаемость — $\leq 0,001 \cdot 10^{-15}$ м².

В целом аналогичная ситуация отмечается и в разрезах других скважин бассейна. Так, в кембрийском карбонатном разрезе скв. Лемок-1 на глубине 2180-2260 м также прослеживается елогуйский пористо-кавернозный коллектор с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость до 15 %). Причем в каверновых пустотах с глубины 2190 м встречены густая нефть и выделения твердопластичных битумов [15].

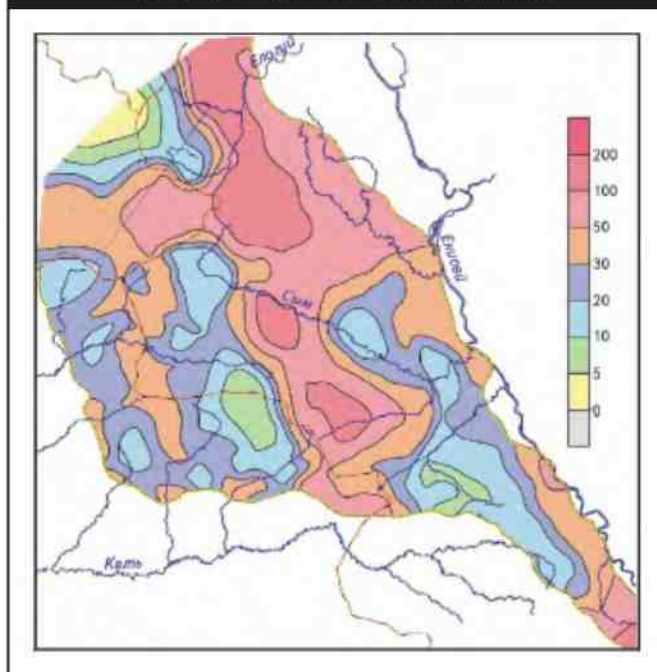
С учетом распространения (в разрезе и плане) проницаемых комплексов, флюидоупоров, их литологии и генезиса можно попытаться качественно дифференцировать территорию бассейна по степени перспективности данного параметра. С этой целью выделенные резервуары (проницаемые комплексы и флюидоупоры) были подразделены на соответствующие классы. Проницаемые комплексы по генезису были разбиты на биогермы, обломочные органогенные карбонаты (предрифовые и зарифовые шлейфы) и бассейновые (дистальные) — карбонаты. Флюидоупоры были условно разделены на эвапаритовые (каменная соль, ангидрит) и глинисто-карбонатные. В соответствии с таким разделением были выделены зоны распространения 6 типов резервуаров для 4 основных потенциально нефтегазоносных комплексов. Далее с учетом полученного распределения, анализа мощностей комплексов, а также выполненных структурных построений на различные стратиграфические уровни, были выделены различные по перспективности (в условных единицах плотности геологических ресурсов) зоны нефтегазоаккумуляции (рис. 4).

Оценка нефтегазоносного потенциала бассейна

Анализ критериев прогноза нефтегазоносности бассейна будет неполным без рассмотрения вопросов наличия потенциальных нефтематеринских толщ, а также условий генерации и сохранности возможных залежей УВ, как это, например, было сделано в 70-80-е гг. XX в. для Сибирской платформы (с использованием георетического анализа критериев прогноза нефтегазоносности и метода внешних аналогий) в СНИИГГиМСе и ИГГ АН СССР А.Э.Конторовичем, В.С.Сурковым, А.А.Трофимукимом и их коллегами.

Что касается возможных **нефтепроизводящих толщ**, следует отметить, что стратиграфических уровней, на которых располагаются основные генераторы УВ в Предъенисейском бассейне, было как минимум два. Наличие в верхнем венде и кембрии аллохтонных битумоидов разных биогеохимических подгрупп [16, 17] подтверждает миграцию УВ из разных источников. Одним из них могли быть осадочные породы докембрия (в составе нафтидов скв. Лемок-1 идентифициро-

Рис. 4. КАРТА ПЛОТНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ УВ ВЕРХНЕПРОТЕРОЗОЙ-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО БАССЕЙНА, усл.ед



ваны 12- и 13-монометилкаланы, которые ранее установлены только в докембрийских и нижнекембрийских нефтях Сибирской платформы и Омана [15]). Вторым — пайдугинская свита, аналог куонамской формации кембрия по периферии Сибирской платформы. Что касается первых, то, согласно выполненным палеогеодинамическим реконструкциям бассейна [18], наиболее древними комплексами в составе слабодислоцированного (субплатформенного) осадочного чехла бассейна вряд ли могут быть толщи древнее позднего неопротерозоя. Мощных осадков этого возраста с высоким нефтегенерационным потенциалом в ближайших районах Сибирской платформы и Енисейского кряжа пока не отмечается. Тем не менее не исключен вариант (в пользу чего свидетельствуют геохимические исследования нафтидов) присутствия в глубоких частях разреза более древних (рифейских) черносланцевых толщ, аналогичных таковым на Енисейском кряже и в прилегающих районах Сибирской платформы, высокий нефтегазогенерационный потенциал которых подтвержден на Сибирской платформе.

Второй нефтепроизводящей толщей в Предъенисейском осадочном бассейне могли быть пайдугинская и чурбигинская свиты нижнего — среднего кембрия. Для пайдугинской свиты (см. на рис. 2, В) характерны максимальные для кембрийского разреза концентрации $C_{орг}$ — от 0,7 до 2,2 % на породу [15, 16]. Мощность (неполная) пайдугинской свиты в разрезе скв. Восток-1 составляет около 120 м.

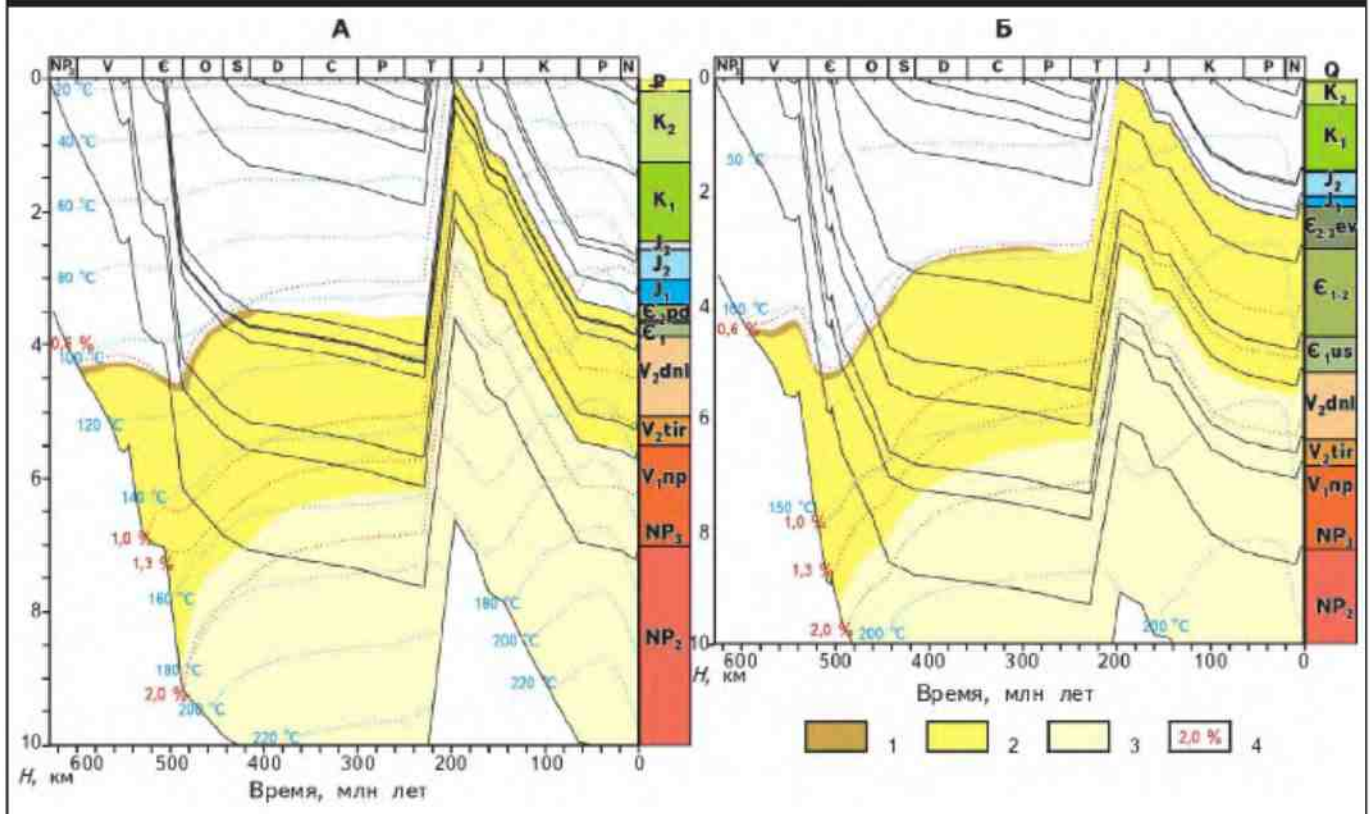
Результаты геохимических исследований ОВ кембрийских и вендских отложений бассейна [15-17], выполненных с применением широкого комплекса современных методов, указывают на: а — аквагенные (бактерио- и планктоногенные) различия в составе ОВ; б — значительный начальный генерационный потенциал захороненного ОВ; в — повсеместные интенсивные процессы нафтидогенеза в толщах (аллохтонные битумоиды по всему венд-кембрийскому разрезу); г — различные очаги и этапы генерации (геохимические отличия и отсутствие явных следов биodeградации у части нафтидов, наряду с биodeградированными нафтидами в одном разрезе).

Другой важный вопрос — **сохранность возможных залежей** в верхнепротерозойских и кембрийских толщах Предъенисейского бассейна — также неоднозначен. В первую очередь это касается уровня катагенеза.

Проведенные сотрудниками ИНГГ СО РАН под руководством А.Э.Конторовича исследования керогенов ОВ пайдугинской (нижний — средний кембрий), райгинской и катоджинской (венд) свит [15-17] показали, что они достигли стадии апокатагенеза (AK_2 - AK_3). Фиксируемый на границе мезозойского и палеозойского комплексов огромный катагенетический скачок свидетельствует о том, что ОВ палеозоя и позднего протерозоя достигло нынешнего уровня катагенеза до начала мезозойского осадконакопления и погружалось на большие глубины, чем современные. Катагенез должен был привести к исчерпанию ОВ (прошедшего главную фазу нефтеобразования и глубинную газообразования) генерационного потенциала, генерации значительного количества в начале жирного конденсатного газа, а при дальнейшем катагенезе — метана. В условиях высоких температур и давлений деструкции и крекингу должны были подвергнуться и нефти в залежах. Оба эти процесса, скорее всего, протекали, неясным остается вопрос о полноте сохранности нефтей в залежах. Присутствие в составе автохтонных и аллохтонных битумоидов всего спектра биомаркерных УВ, смол и асфальтенов показывает [15-17], что, хотя, по данным пиролитических исследований, ОВ докембрия и кембрия Предъенисейского бассейна исчерпало свой генерационный потенциал, палеотермодинамические условия катагенеза в бассейне к полной деструкции образовавшихся УВ не привели. С чем это может быть связано?

Моделирование. Для воссоздания конкретных условий, адекватно описывающих происходившие процессы, целесообразно провести палеорекострукции осадконакопления и погружений, термальной истории и реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород. Первая попытка такого одномерного моделирования по нескольким точкам для Предъ-

Рис. 5. ГРАФИКИ ПОГРУЖЕНИЙ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ, ТЕМПЕРАТУР, ЗРЕЛОСТИ ОБ И ЗОН НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ РАЙОНОВ БАССЕЙНА



А – скв. Восток-3; Б – скв. Восток-4; зоны: 1 – нефтеобразования, 2 – нефтегазообразования, 3 – газообразования; 4 – значения R_0

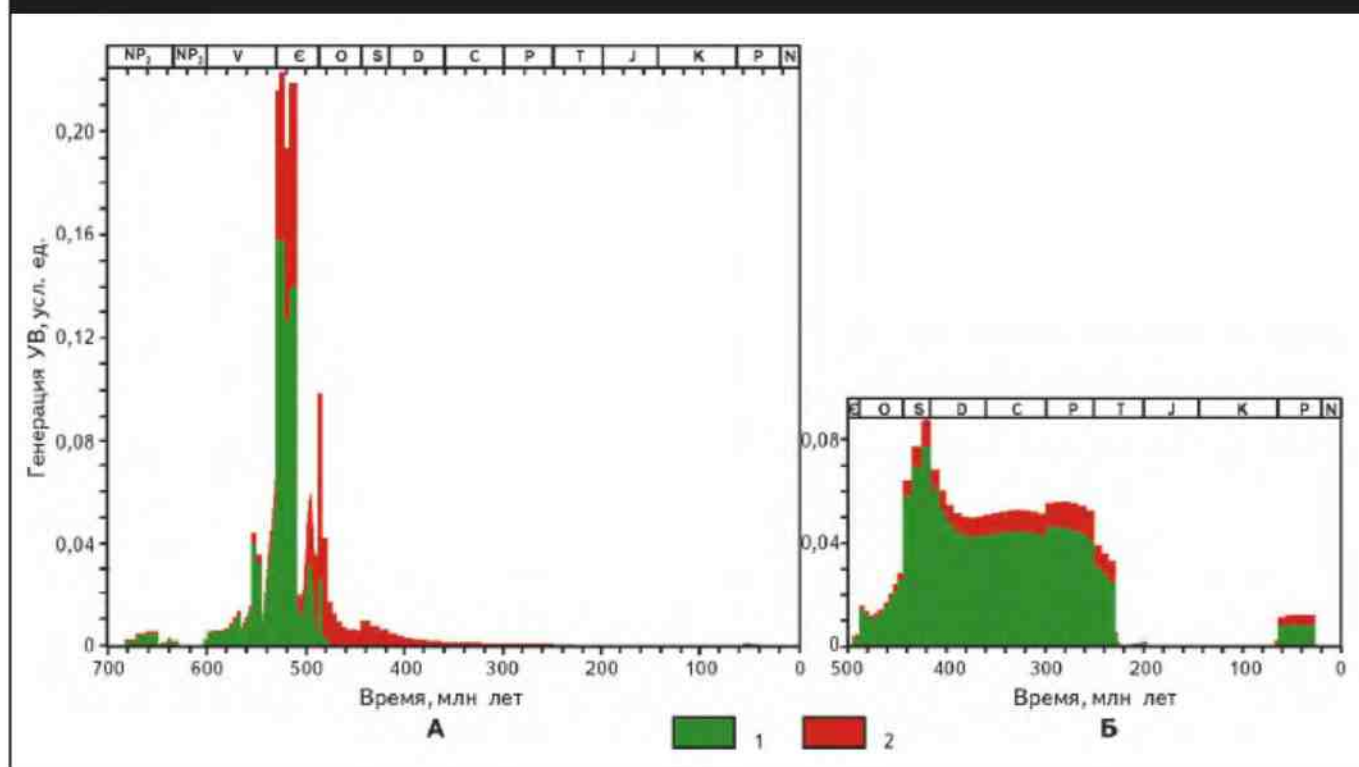
енисейского бассейна впервые была предпринята автором статьи и Л.М.Бурштейном (с использованием программного пакета GENEX). Анализ состава и мощностей сейсмостратиграфических комплексов, выделенных на разрезах МОГТ, косвенная региональная оценка вероятного наличия и мощности средне- и верхнепалеозойских толщ, времени и масштабов денудации позволили получить динамические модели погружений для разных районов, две из которых приведены на рис. 5.

В условиях преимущественно карбонатного разреза и, как следствие, отсутствия возможности прямых замеров R_0 оценка зрелости ОБ проводилась методами люминесцентно-битуминологическим и «Rock-Eval» в ИНГГ СО РАН (лаборатория А.Н.Фомина). Понятно, что в условиях низких содержаний $C_{орг}$ (десятые доли процента в целом по разрезу, за исключением райгинско-пайдугинской толщи и редких глинистых прослоев, где средние значения превышают 1 %) и наличия аллохтонной примеси к значениям выхода новообразованных УВ (пик S_2) и оценкам T_{max} при моделировании нужно относиться осторожно. Тем не менее как элементный состав керогена, так и данные пиролиза сви-

детельствуют о полноте реализации нефтегенерационного потенциала большей части венд-кембрийских толщ [15-17]. Модельная палеотемпературная и катагенетическая (расчетные значения R_0) зональность, а также выделенные по известным соотношениям зоны генерации нефти и газа показаны на рис. 6.

Из графика можно видеть, что в западной части бассейна процесс генерации нефти мог продолжаться с венда (для рифейских нефтематеринских толщ) до девона (для среднекембрийских) на глубине около 4 км, в восточных частях для эвенкийского уровня – до перми. В процессе дальнейших вертикальных движений и катагенетических преобразований ОБ кембрийских и верхневендских толщ на западе бассейна оказалось в промежуточной зоне нефтегазообразования (конденсат и жирный газ), а нижневендских и рифейских – в глубинной зоне сухого газа (рифейские уже с кембрия – ордовика). В восточной части все докембрийские отложения, включая вендские, с силура по триас уже находились в глубинной зоне генерации сухого газа, а в зоне смешанного нефтегазообразования остались только кембрийские комплексы.

Рис. 6. ГРАФИКИ ГЕНЕРАЦИИ УВ ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ в скв. ВОСТОК-3



Нефтематеринские толщи: А – неопротерозойские, Б – раннего – среднего кембрия (пайдугинская свита); 1 – нефть; 2 – газ

Для более наглядной картины процессов генерации УВ были выполнены модельные расчеты для двух потенциально нефтематеринских толщ – рифейских (их наличие пока не доказано, есть только косвенные данные геохимических анализов ОВ [15-17]) и пайдугинской (нижний – средний кембрий) в районе скв. Восток-3. При этом надо иметь в виду, что имеющиеся данные не позволяют корректно выполнить точные оценки объема генерированных УВ, поэтому в модель были заложены условные (из внешних аналогий) первичные параметры. На графиках процессов генерации этих толщ с дифференциацией по фазовому составу видно, что основной пик генерации УВ для рифейских толщ (при наличии нефтематеринских пород) должен начаться с венда и закончиться к ордовика (нефть) и мезозою (газ). Для пайдугинской толщи процесс нефтегазообразования мог начаться с ордовика и протекать вплоть до триаса, когда началась глобальная перестройка во время пфальцской фазы герцинского тектонического цикла. Кроме того, небольшой вторичный пик нефтегазообразования отмечается для этого уровня в мелу и палеогене (см. рис. б). Это, возможно, как раз и отвечает на вопрос о фиксируемом сосуществовании в изученных разрезах различных нафтидов как доведенных до стадии антраксолитов, так и битумоидов, содержащих мигрантоспособные УВ.

Судя по приведенной модели, первые – продукты метаморфизма раннеобразованных нафтидов, вторые – продукты поздних стадий катагенеза как оставшегося первичного рассеянного ОВ, так и тяжелых компонентов нафтидов, образованных в процессе фазовой дифференциации.

Отсюда вытекает вывод о типах потенциальных залежей в бассейне: во-первых, это могут быть остаточные залежи тяжелых смолистых нефтей, а во-вторых – конденсатного и сухого газа. При этом надо иметь в виду, что значительные объемы генерированных УВ (особенно докембрийских) могли быть подвергнуты не только значительному метаморфизму, но и масштабной деструкции в триасовое время, когда амплитуда вертикальных движений достигала 4 км и большая часть палеозойского разреза (а в некоторых районах включая весь кембрий) была денудирована. Находящиеся восточнее благоприятные зоны для нефтегазоаккумуляции (описанные выше резервуары) могли сыграть свою положительную роль только при наличии более древних (довендских?) нефтематеринских толщ. Поскольку вопрос их наличия не решен, выполнить корректно количественную оценку масштабов нефтегазообразования бассейна затруднительно.

Литература

1. **Конторович А.Э.** Новый кембрийский осадочный бассейн Приенисейской части Западной Сибири: строение, литология, нефтегазоносность / А.Э.Конторович, С.В.Сараев, Ю.Ф.Филиппов и др. // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология — итоги XX века. Мат-лы IV международной конференции 30 мая — 1 июня 2000 г. — М.: Изд-во Московского университета, 2000.

2. **Конторович А.Э.** Предъенисейская нефтегазоносная провинция — новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири / А.Э.Конторович, В.А.Конторович, Ю.Ф.Филиппов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5-6.

3. **Конторович А.Э.** Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-1) / А.Э.Конторович, А.И.Варламов, В.Г.Емешев и др. // Геология и геофизика. — 2008. — Т. 49. — № 11.

4. **Конторович А.Э.** Разрез венда восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-3) / А.Э.Конторович, А.И.Варламов, Д.В.Гражданкин и др. // Геология и геофизика. — 2008. — Т. 49. — № 12.

5. **Конторович А.Э.** Разрез кембрия в восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (по результатам бурения параметрической скважины Восток-4) / А.Э.Конторович, В.А.Конторович, И.В.Коровников и др. // Геология и геофизика. — 2012. — Т. 53. — № 10.

6. **Филиппов Ю.Ф.** Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири / Ю.Ф.Филиппов, С.В.Сараев, И.В.Коровников // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5-6.

7. **Гражданкин Д.В.** Венд Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) / А.Э.Конторович, В.А.Конторович, С.В.Сараев и др. // Геология и геофизика. — 2015. — Т. 56. — № 4.

8. **Сараев С.В.** Венд и кембрий юго-востока Западной Сибири: стратиграфия, седиментология, палеогеография / С.В.Сараев, А.В.Хоменко, Т.П.Батурина и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2004. — № 1.

9. **Zou C.** Formations, distribution resource potential, and discovery of Sinian-Cabrian gant gas field, Sichuan Basin, SW China / C.Zou, J.Du, C.Xu et al. // Petroleum exploration and development. — 2014. — V. 41. — № 3.

10. **Сараев С.В.** Палеогеография Предъенисейского осадочного бассейна в венде и кембрии / С.В.Сараев, Ю.Ф.Филиппов, Т.П.Батурина // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28-31 октября 2013): в 3 т. — Новосибирск: Изд-во ИНГ СО РАН, 2013.

11. **Сараев С.В.** Литолого-фациальная характеристика уральской свиты (нижний кембрий) и ее возрастных аналогов Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири / С.В.Сараев // Геология и геофизика. — 2015. — Т. 56. — № 6.

12. **Конторович А.Э.** Новый терригенно-вулканогенный разрез кембрия и положение западной границы Сибирской платформы (по материалам параметрического бурения на

Вездеходной площади, Томская область) / А.Э.Конторович, С.В.Сараев, А.Ю.Казанский и др. // Геология и геофизика. — 1999. — Т. 40. — № 7.

13. **Геология** нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука. — М: Недра, 1981.

14. **Конторович А.Э.** К палеогеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи / А.Э.Конторович, В.Е.Савицкий // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 106. — 1970.

15. **Конторович А.Э.** Нафтиды кембрия Предъенисейской субпровинции / А.Э.Конторович, Е.А.Костырева // Геология нефти и газа. — 2011. — Т. 52. — № 5.

16. **Конторович А.Э.** Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) / А.Э.Конторович, Е.А.Костырева, С.В.Сараев и др. // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 6.

17. **Конторович А.Э.** Литология и органическая геохимия венда Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скв. Восток-3) / А.Э.Конторович, Е.А.Костырева, С.В.Сараев и др. // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 9.

18. **Филиппов Ю.Ф.** Геодинамическая эволюция Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 18-22 апреля 2016 г.): сб. матер. Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология». — Новосибирск: Изд-во СГУГиТа, 2016.

© Ю.Ф.Филиппов, 2016

Юрий Федорович Филиппов,
старший научный сотрудник,
PhillippovYF@ipgg.sbras.ru.

OIL-GAS PROSPECTS OF THE PRE-YENISEY SEDIMENTARY BASIN

Fillipov Yu.F. (FSBI «Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of RAS»)

Paleographic reconstruction and lithologic-facies analysis of potential reservoirs in the Upper Proterozoic-Paleozoic complexes of the Pre-Yenisey sedimentary basin in the east of West Siberian geosyncline were performed based on a new regional seismic survey and well drilling data. The reservoirs' zonation was carried out. With geothermal gradients and organic pyrolytic survey data considered, the conducted analysis of sedimentary strata submersion allowed to specify historic conditions of hydrocarbon accumulations generation and conservation.

Key words: Pre-Yenisey sedimentary basin; Upper Proterozoic-Paleozoic reservoirs; paleoreconstruction; petroleum potential.